

# 稠油井试油初期防凝管工艺

吴 飞<sup>1</sup> 周生福<sup>1</sup> 唐 勇<sup>1</sup> 张 鹏<sup>1</sup> 刘 毅<sup>2</sup>

(中石化西北油田分公司完井测试管理中心<sup>1</sup>;  
中石化西北油田分公司塔河采油三厂<sup>2</sup>, 轮台 841600)

**摘要** 塔河油田所辖的 6 区、10 区北及 12 区原油属高黏度、高含硫、高含蜡的超重质稠油。尤其是 12 区油藏, 原油平均密度高达  $1.025\ 9\ g/cm^3$ , 黏度高达  $300\ 000\ mPa\cdot S$ 。上述区块油井在试油初期存在极大的凝管风险。为此, 提出了一套全新的防凝管工艺技术。该工艺技术经室内试验和现场评价, 取得较好的应用效果。

**关键词** 塔河油田 稠油 工艺

**中图法分类号** TE345; **文献标志码** B

塔河油田主力产层为下古生界奥陶系, 该油藏为碳酸盐岩溶裂缝性油藏, 油藏储集体以溶洞、裂缝为主, 具有极强的非均质性<sup>[1]</sup>。完井方式均采用先期裸眼完井, 而试油工艺则结合所钻目的层溶洞和裂缝是否发育分为油管测试和酸化压裂。若在目的层钻进期间钻遇溶洞和裂缝, 直接采取下油管进行诱喷求产; 反之则进行酸化压裂来达到沟通目的层附近溶洞和裂缝的目的。

以上两种试油工艺在稠油区块试油初期未见稠油期间需依靠人工每隔一个时间段井口取样来判断稠油是否已到达井口。当发现稠油到达井口后, 采用成熟的反掺正采工艺, 及时利用掺稀管线正注一个油管容积的轻质油以防止稠油凝管, 而后反注一个环空容积的轻质油进行正常的掺稀生产。但是仅仅依靠人工取样判断稠油是否到达井口会因人为疏忽原因致使大量稠油进入油管。随着稠油在流动的过程中的热损失, 使得黏度大幅度增大而造成油管凝管。2011 年塔河油田在试油初期共发生 6 次稠油凝管事故, 凝管后必须通过连续油管注热油进行循环解堵, 平均解堵时间达 5.3 d, 造成极大的时效延误和经济损失。

2012 年 6 月 19 日收到

第一作者简介: 吴 飞(1987—), 中石化西北油田分公司完井测试管理中心, 助理工程师, 研究方向: 完井试油。E-mail: wufeitl@126.com。

为此现场迫切需要一套技术手段来自动识别稠油是否达到井口。本文通过室内模拟实验和现场实际应用, 设计出一套针对稠油井试油初期防凝管的工艺。

## 1 工艺原理

FGH 型含油率自动监测仪是利用不同介质对低能  $\gamma$  射线的吸收不同而研制的。放射性同位素放出低能的  $\gamma$  射线。当它穿过介质时, 其强度要衰减, 且衰减的大小随介质的不同而不同, 即取决于介质对  $\gamma$  射线的质量吸收系数和介质的密度<sup>[2,3]</sup>。因此, 可通过油、水这两种介质对射线吸收能力的不同引起电路负载量变化的大小监测混合液中油的含量, 同时经无线探头将数据传输至值班室电脑, 利用配套软件设定相应的报警值, 当达到设定的报警值后报警器启动声光报警。

## 2 室内试验

根据文献[2]报道现场应用情况, 在混合液含油率大于 60% 时, FGH 型含油率自动监测仪分析含油与人工化验含油误差为  $-2\% \sim 2\%$ , 具有较高的精确度。但是在稠油井试油初期, 稠油是伴随着泥浆或残酸返排至地面。在未见稠油期间, 返出流体含油为零。根据施工经验, 当地面管线稠油含量达到 20% 时, 需迅速进行回注防止油管凝管, 因此还需开展 FGH 型含油率自动监测仪在高含泥浆和残

酸情况下对原油含量监测的准确性。

首先在室内模拟了混合液在高含水状态静置时 FGH 型原油含水率自动监测仪测量精度的试验。

表 1 是 40 ℃泥浆(比重 1.16)与原油混合后静置状态时 FGH 型含油率自动监测仪测量数据:

表 1 泥浆与原油混合后静置状态下数据

编号	泥浆与原油混合体积比		理论含油/%	监测含油/%	误差/%
	泥浆	原油			
1	19	1	5	4.6	8.0
2	9	1	10	9.3	7.0
3	4	1	20	18.7	6.5
4	7	3	30	29.2	2.6
5	3	2	40	37.8	5.5

表 2 是 40 ℃残酸(比重 1.16,pH 值 6)与原油混合后静置状态时 FGH 型原含油率自动监测仪测量数据:

表 2 残酸与原油混合后静置状态下数据

编号	泥浆与原油混合体积比		理论含油/%	监测含油/%	误差/%
	泥浆	原油			
1	19	1	5	4.8	4.0
2	9	1	10	9.5	5.0
3	4	1	20	18.5	7.5
4	7	3	30	29.0	3.3
5	3	2	40	38.1	4.8

从表 1 和表 2 两种试验数据可以看出,FGH 型含油率自动监测仪在监测泥浆和残酸与原油的混合液时含油率数据比较准确、误差较小,能真实反映混合液实际含油情况。

但是为更加真实地模拟现场实际情况,本文还开展了如图 1 试验模型所示的混合液在流动状态下的试验,主要检测 FGH 型含油率自动监测仪测量的精度和所需时间。

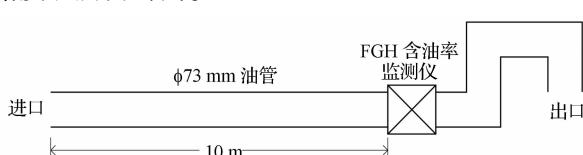


图 1 混合液在流动状态下试验模型

该试验模型为在进口处连接泵头,将混合液用泵头以 2 L/s 的排量从进口处泵入试验模型中。FGH 含油率监测仪前段 10 m φ73 mm 油管内容积

为 30 L,理论上泵入混合液在起泵 15 s 后到达监测仪处。

在每次测量之前,先将整个管线灌满清水,一是保证泵入的混合液在管线中为活塞式推进,二是校验 FGH 型含油率自动监测仪是否归零,确保试验准确性。

表 3 是 40 ℃泥浆(比重 1.16)与原油混合后流动状态时 FGH 型含油率自动监测仪测量数据:

表 3 泥浆与原油混合后流动状态下数据

编号	泥浆与原油混合体积比		理论含油/%	监测含油/%	误差/%	监测时间/s	延迟时间/s
	泥浆	原油					
1	19	1	5	4.4	12	18	3
2	9	1	10	8.5	15	18	3
3	4	1	20	18.3	8.5	17	2
4	7	3	30	26.7	11	16	1
5	3	2	40	35.6	11	16	1

表 4 是 40 ℃残酸(比重 1.16,pH 值 6)与原油混合后流动状态时 FGH 型含油率自动监测仪测量数据:

表 4 泥浆与原油混合后流动状态下数据

编号	残酸与原油混合体积比		理论含油/%	监测含油/%	误差/%	监测时间/s	延迟时间/s
	残酸	原油					
1	19	1	5	4.5	10	18	3
2	9	1	10	8.4	16	17	2
3	4	1	20	18.2	9	17	2
4	7	3	30	26.7	11	16	1
5	3	2	40	35.2	12	16	1

从表 3 和表 4 两种试验数据可以看出,在流动状态下 FGH 型含油率自动监测仪在监测泥浆和残酸与原油的混合液误差较静置状态略大,但误差小于 20%;在混合液流动的过程中存在一定的时间延迟,但延迟时间较短,均小于 3 s,因此可以忽略延迟时间对实际施工作业影响。

### 3 现场应用

根据现场施工经验,在取样见稠油 20% 后开始回注稀油。为此,结合 FGH 型含油率自动监测仪室内试验数据,在现场应用过程中将 FGH 型含油率自动监测仪的报警值设定为 15%。

在试油期间,将该 FGH 型含油率自动监测仪安

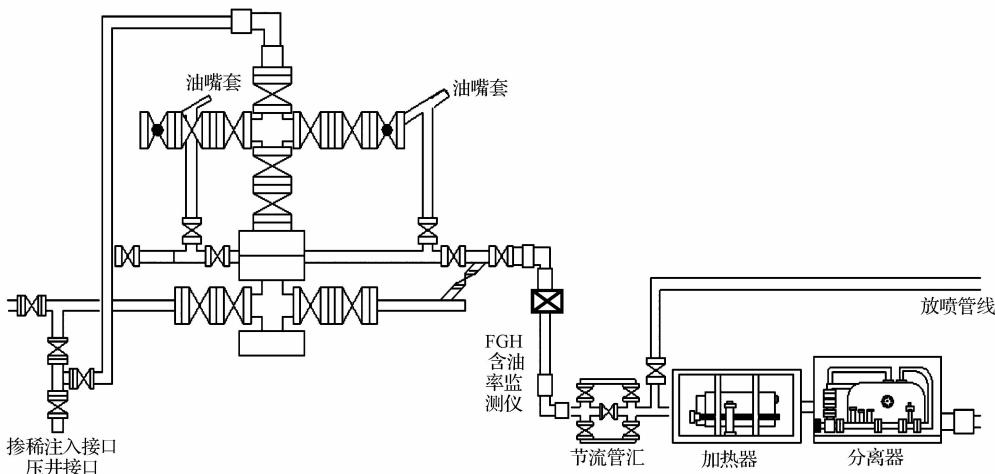


图 2 FGH 型含油率自动监测仪安装示意图

装如图 2 所示,将其安装于井口出口端以便于在第一时间监测到稠油含量。

目前该工艺在塔河油田 12 区稠油区块已应用 10 井次,取得较好的现场试验效果,图 3 和图 4 现场试验实测含油率曲线。

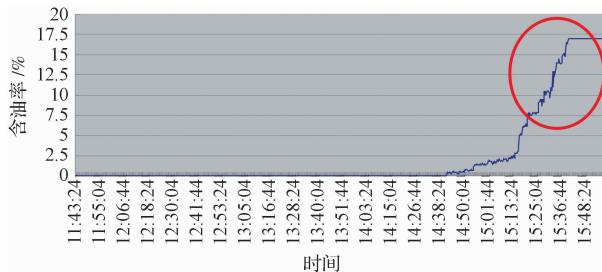


图 3 ××井现场试验实测含油率曲线

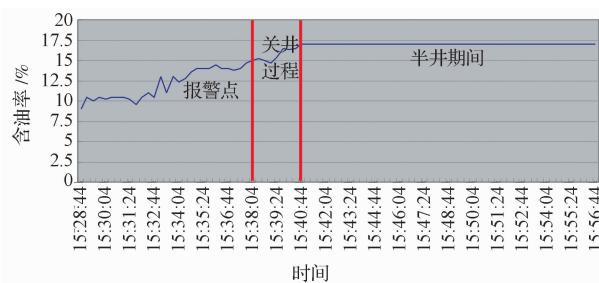


图 4 ××井现场试验实测含油率曲线局部放大图

为保证现场评价试验顺利进行,采取井口取样观察和 FGH 含油率自动监测仪两种方式同时判断。在监测仪数据显示含油为 2.5% 时,取样观察混合液含少量油花,在监测仪数据显示含油为 10% 时,

取样观察混合液含少量稠油颗粒,在监测仪数据显示含油为 15% 报警时,此时取样观察混合液含少量块状稠油。

从图 3 可以看出,在含油率达到设定报警值 15% 时开始声光报警,现场人员开始进行关井动作,整个过程持续约 3 min,关井后,在 FGH 型含油率自动监测仪处流体不再流动,此时监测值不变。

## 4 结论与认识

(1) FGH 型含油率自动监测仪在室内试验和现场评价时监测数据较为准确,误差较小;

(2) 在稠油井试油流程上安装 FGH 型含油率自动监测仪可有效防止试油初期发生凝管现象;

(3) 该工艺技术在稠油区块具有推广价值。

## 参 考 文 献

- 张荣军,李海军,任月玲. 塔河油田深层稠油掺稀降黏技术. 西安石油大学学报,2009;(05):84—87
- 赵春娟,杨海文,等. 原油含水分析仪的研究与应用. 工业计量,2006;(S2):47—48
- 杨松柏,李志国,安琪. 远程实时监控分线计量系统在原油处理站的应用. 石油仪器,2011;(02):19—21

(下转第 7696 页)

## Research on Oil Displacement of Polymer/Surfactant Flooding for Visible Model under the Heterogeneous Condition

LI Yu-hong<sup>1</sup>, XIAO Han-min<sup>1,2</sup>, LIU Wei-dong<sup>1,2</sup>, SUN Ling-hui<sup>1,2</sup>, HAN Jin-liang<sup>3</sup>

(Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences<sup>1</sup>, Langfang 065007, P. R. China;

Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploitation and Development, China National

Petroleum Corporation<sup>2</sup>, Langfang 065007, P. R. China;

Department of Petroleum Engineering, China University of Petroleum<sup>3</sup>, Qingdao 266550, P. R. China)

**[Abstract]** In order to realize oil-water flow situation and the application of binary system (surfactant/polymer) in the heterogeneous reservoir, visible physical simulation is used to study directly the oil displacement mechanism and efficiency. Under the influence of heterogeneous reservoir, oil-water distributing character and oil displacement under different time are observed directly. The condition of oil displacement in the actual reservoir are observed directly. The recovery efficiency has been effectively enhanced by injecting binary system. The different sections under the ground after injecting binary system can be analyzed by observing the flow of binary system in the visible model. Comparison between the efficiency before injecting binary system and the efficiency after injecting binary system, the efficiency of enhancing the oil recovery ratio and sweep efficiency by binary system has been proved.

**[Key words]** heterogeneous visible physical simulation binary system sweep efficiency

(上接第 7692 页)

## Technology of Anti-coagulating Tubing in Initial Stage of Heavy Oil Testing

WU Fei<sup>1</sup>, ZHOU Sheng-fu<sup>1</sup>, TANG Yong<sup>1</sup>, ZHANG Peng<sup>1</sup>, LIU Yi<sup>2</sup>

(Northwest Branch Company of Sinopec. The Center of Well Testing &Management<sup>1</sup>;

No. 3 Tahe Drilling Oilplant, Nonhwestern Branch Compang of Sinopec Luntai, 841600, P. R. China)

**[Abstract]** The crude oil in the regions of 6, North10 and 12 is super heavy oil which is high sulfur content, high viscosity and high wax content in Tahe Oilfield. Especially in the region of 12, the average density of crude oil reached 1.025 9 g/cm<sup>3</sup> and the viscosity reached 300 000 mPa. s. Oil wells which are in the above regions have risk of coagulating tubing in initial stage of oil testing. Therefore, a set of new technology of anti-coagulating tubing is presented. The results of laboratory test and field evaluation show that this technology obtains a favorable effect.

**[Key words]** Tahe oilfield heavy oil technology